



Russie-Caspienne : l'enjeu des hydrocarbures pour l'approvisionnement de l'UE

Catherine Locatelli

► To cite this version:

Catherine Locatelli. Russie-Caspienne : l'enjeu des hydrocarbures pour l'approvisionnement de l'UE. 2008. halshs-00337174

HAL Id: halshs-00337174

<https://shs.hal.science/halshs-00337174>

Submitted on 6 Nov 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE

UMR 5252 CNRS - UPMF

CAHIER DE RECHERCHE

N° 13

Russie - Caspienne : l'enjeu des hydrocarbures pour l'approvisionnement de l'UE

Catherine Locatelli

novembre 2008

Résumé

L'approvisionnement de l'Union européenne à partir du gaz naturel d'Asie centrale acheminé par la voie "caucasienne" est censé être une source de diversification importante des fournisseurs de l'Europe, et devrait contribuer à la sécurisation gazière de l'UE. Le conflit entre la Russie et la Géorgie en août 2008 a toutefois mis à jour les instabilités des pays de transit de ce corridor d'approvisionnement en gaz naturel et en pétrole. Ces dernières sont susceptibles de profondément modifier le comportement des acteurs en présence, compagnies pétrolières internationales, Etats d'Asie centrale. L'objectif de cet article est de tenter d'analyser les conséquences des changements de stratégies de ces acteurs sur la diversification gazière de l'UE.

Russie-Caspienne : l'enjeu des hydrocarbures pour l'approvisionnement de l'UE

Catherine Locatelli
LEP II, Université de Grenoble, CNRS
BP 47, F-38040 Grenoble cedex 9
Email : catherine.locatelli@upmf-grenoble.fr

Novembre 2008

La crise d'août 2008 entre la Russie et la Géorgie a mis au premier plan les questions de fiabilité et de diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel de l'UE. Dans un contexte de libéralisation de son marché gazier, l'enjeu est d'importance pour l'UE. Il s'agit notamment de substituer à l'oligopole de fournisseurs gaziers actuel, un marché dominé par une concurrence entre plusieurs fournisseurs. Cette diversification de l'approvisionnement apparaît d'ailleurs comme une nécessité face aux préoccupations de sécurité gazière qui constituent un élément essentiel de la politique énergétique de l'UE (UE, 2006). Ces questions avaient déjà pris de l'importance lors de la crise entre l'Ukraine et la Russie en 2006 concernant le prix des livraisons gazières de cette dernière. Aujourd'hui, si le conflit entre la Russie et la Géorgie n'a pas principalement pour cause ou pour enjeu des questions énergétiques il met néanmoins à jour la fragilité et l'instabilité d'un approvisionnement de l'Europe par la « voie caucasienne » à partir du gaz de la Caspienne et de l'Asie centrale. On peut dès lors se demander si l'un des schémas de diversification promus par la politique énergétique de l'UE n'est pas de fait remis en cause.

L'instabilité des pays de transit de la « voie caucasienne » est susceptible de profondément modifier le comportement des acteurs en présence mais aussi les rapports de force jusque-là établis. Ces évolutions peuvent concerner aussi bien les producteurs d'Asie centrale que les stratégies des compagnies pétrolières internationales impliquées dans le développement des hydrocarbures de cette zone. Leurs stratégies d'exportation pourraient être réévaluées à l'aune d'un risque géopolitique. Implicitement, des marchés d'exportation autre que l'UE sont susceptibles d'intéresser ces acteurs, que ce soit la Chine, l'Inde ou peut-être tout simplement la Russie.

Il est clair dans ce domaine que la politique d'hydrocarbures menée par celle-ci, notamment concernant son « étranger proche » mais aussi vis-à-vis de l'UE, sera de première importance et déterminera un certain nombre de configurations d'échanges sur la zone. En la matière, elle pourrait se positionner comme un importateur significatif de gaz kazakh et turkmène, et ainsi entrer directement en concurrence avec l'Europe pour sécuriser à son profit l'approvisionnement gazier de l'Asie. L'objectif de cet article est ainsi d'examiner les nouvelles stratégies qui pourraient émerger qu'elles proviennent des Etats producteurs ou des compagnies pétrolières internationales, et puis de tenter d'en tirer certaines conséquences quant à la stratégie de diversification de l'UE.

LES ENJEUX POUR L'EUROPE DU CORRIDOR ENERGETIQUE « CAUCASIEN » DANS SA STRATEGIE DE DIVERSIFICATION ENERGETIQUE

La dépendance gazière de l'UE, sous l'effet combiné d'une augmentation de sa demande et d'une baisse de production en interne (Royaume-Uni, Pays-Bas), est appelée à croître de manière significative d'ici 2030¹, remettant ainsi au cœur de sa politique énergétique la question de la sécurité gazière (Helm, 2007). En 2030, la dépendance gazière de l'UE (soit le rapport des importations à la consommation) devrait atteindre 84 % contre 57 % actuellement. Elément important, les importations gazières de l'UE sont concentrées autour de trois fournisseurs principaux : la Russie, l'Algérie et la Norvège. Ces pays représentent 84 % des importations gazières de l'UE²⁷ (IEA, 2008-a) constituant ainsi un oligopole de fournisseurs. La dépendance en matière pétrolière est également considérable (sensiblement plus élevée que la dépendance gazière) et pose donc au même titre que le pétrole des questions de sécurité énergétique. Les problématiques sont toutefois différentes dans la mesure où les exportations de gaz naturel sont largement conditionnées par l'existence d'un réseau de gazoducs de longue distance, lesquels nécessitent des investissements considérables et par ailleurs lient étroitement un producteur et un consommateur au sein d'une zone géographique donnée². On est ainsi essentiellement en présence de marchés régionaux du gaz, alors que dans le cas du pétrole le marché est internationalisé.

Dans un contexte de marchés libéralisés et concurrentiels, la gestion de la sécurité gazière de l'UE devrait, en théorie, être de moins en moins assurée par les contrats de long terme (les contrats *Take Or Pay*, TOP) qui jusqu'à présent ont organisé les relations bilatérales entre producteur et consommateur. Ces contrats sont considérés, notamment par l'UE, comme des barrières à l'entrée importantes pour de nouveaux fournisseurs potentiels. Ils seraient donc un frein au développement de la concurrence et de marchés spots suffisamment liquides (Percebois, 2008). Répondre aux objectifs de la libéralisation tout en répondant aux préoccupations de sécurité gazière induit une diversification conséquente des fournisseurs gaziers de l'Union.

La capacité de l'UE à diversifier ses fournisseurs gaziers, et donc implicitement à mettre en place les incitations économiques susceptibles d'inciter les acteurs à financer de nouveaux gazoducs sur longue distance ou à financer des terminaux de GNL, est un enjeu majeur de sa politique énergétique³. Celle-ci doit permettre d'assurer une offre suffisante d'importations de gaz naturel sur longue distance mais également une offre sécurisée et à un coût acceptable (IEA, 2008-b). Cette problématique doit tenir compte des nouvelles règles et normes qui devraient gouverner le marché unifié de l'UE, notamment concernant les règles d'accès aux réseaux de transport. Plusieurs sources et voies de diversification existent, que ce soit à partir du Moyen-Orient, notamment le Qatar, des pays du MENA (Algérie, Egypte, Libye) ou des pays dits de la Caspienne (principalement le Kazakhstan ou le Turkménistan). Cette dernière zone géographique est très vite apparue pour l'UE, relayée en cela par l'Agence internationale

¹ Selon les données publiées par Eurogas et reprises par *Gas Matters*, la demande de gaz naturel de l'UE devrait augmenter de 27 % entre 2007 (505 Gm³) et 2020 (642 Gm³). Dans le même temps, en 2020 la production gazière de l'UE ne devrait plus couvrir que 33 % de sa consommation gazière contre 59 % actuellement. L'Europe devrait, par rapport à son niveau actuel d'importations de gaz naturel, importer 223 Gm³ de plus. « Corridors of power – Europe's energy options after the « August War » ».- *Gas Matters*, octobre 2008, p. 1-7.

² Le gaz naturel est de ce point de vue considéré comme une industrie de réseau au même titre que l'électricité.

³ L'accès aux tiers (ATR) permet à plusieurs fournisseurs de réserver des capacités sur un même gazoduc.

de l'énergie et le gouvernement américain, comme une source de diversification privilégiée tant en matière pétrolière que gazière. Elle émergeait en effet comme une alternative crédible à la dépendance de l'Europe vis-à-vis de l'OPEP mais aussi par rapport à la Russie (Gomart, 2007-2008 ; IEA, 1998).

L'importance de l'Asie centrale dans le domaine des hydrocarbures

Le choix de diversification de l'UE à partir du gaz et du pétrole d'Asie centrale s'appuie sur les réserves en hydrocarbures de cette zone. Celles du Kazakhstan et du Turkménistan sont suffisamment importantes pour envisager des niveaux d'exportation conséquents vers l'Europe (cf. tableau 1).

Tableau 1 : Les réserves prouvées en gaz naturel et en pétrole de certains pays d'Asie centrale, 2007

	Gaz naturel, trilliards de m ³	Pétrole, milliards de barils
Kazakhstan	1,90	39,8
Ouzbékistan	1,74	0,6
Turkménistan	2,67	0,6
Total	6,31	41,0

Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2008

On peut ainsi envisager des niveaux de production pétrolière de l'ordre de 2,6 Mb/j (MEES, 5 novembre 2007) et de production gazière de 61,5 Gm³ (Cedigaz, 14 octobre 2008) en 2015 pour le Kazakhstan et de l'ordre de 250 Gm³ pour le Turkménistan en 2030 (FSU Argus, 19 septembre 2008)⁴. Il reste toutefois des incertitudes majeures. Elles portent sur les réserves réellement en place en l'absence d'investissements conséquents dans l'exploration, notamment concernant le gaz du Turkménistan. Elles concernent également la capacité de ces pays à mettre leurs ressources en production au rythme voulu. Les démêlés actuels de quelques compagnies pétrolières avec l'Etat kazakh concernant la renégociation de certains accords de partage de production signés dans les années 1990 démontrent que l'on est en présence d'un cadre juridique et fiscal non stabilisé. Ceci peut se traduire par des délais importants dans la mise en production des gisements. L'expérience de l'ENI au Kazakhstan est de ce point de vue exemplaire⁵.

La diversification des voies d'exportation à partir de l'Asie centrale et à destination de l'UE

Cette diversification suppose des voies d'exportation multiples à destination de l'UE, répondant ainsi à la stratégie prônée par les Etats-Unis⁶. Elle passe par l'ouverture d'un

⁴ Ceci lui permettrait d'assurer des exportations gazières de l'ordre de 200 Gm³. « Turkménistan : hausse des exports de gaz de 50 Gm³ en 2007 à 125 Gm³ en 2015 ».- Pétrostratégies, 9 juin 2008

⁵ Sur ce point on pourra notamment se référer à Boussena (S.), Pauwels (J-P), Locatelli (C.), Swartenbroekx (C.), *Le défi pétrolier. Questions actuelles du pétrole et du gaz*, Vuibert, Paris, 2006. En particulier, on doit noter les reports incessants de la mise en production du gisement de Kashagan prévue pour 2005 et reportée au plus tôt en 2012-2013.

⁶ Selon T. Gomart, op.cit., les Etats-Unis « (...) s'efforcent de promouvoir une *multi pipeline diplomacy* destinée à diversifier les routes d'exportation en contournant les pays dont les régimes sont jugés peu conciliants comme la Russie ou l'Iran. ».

nouveau corridor destiné à acheminer le gaz naturel et le pétrole d'Asie centrale. La création de l'oléoduc BTC (Bakou, Tbilissi, Ceyhan) en 1996 est la première concrétisation de ce nouveau corridor. D'une capacité de 1Mb/j, il est pour l'heure essentiellement approvisionné par du pétrole azéri. Il devrait (condition impérative pour qu'il soit rentable) être approvisionné pour partie par du pétrole kazakh dont la capacité d'exportation sera sensiblement augmentée quand les trois grands gisements Kachagan, Karachaganak et Tengiz produiront au maximum. Le « South Caucasus Pipeline » liant Bakou, Tbilissi, Erzerum constitue en matière gazière le pendant du BTC. D'une capacité de 20 Gm³, il achemine le gaz azéri de Shah Deniz en Turquie. Mais à ce jour, aucun gazoduc en provenance de cette zone ne permet d'approvisionner l'UE.

Trois principaux corridors assurent la fourniture gazière de l'Europe à partir de la Russie, de l'Afrique du Nord (principalement l'Algérie) et de la mer du Nord (Norvège et Royaume-Uni, cf. encadré 1). La capacité potentielle d'exportation de ces corridors pourrait être augmentée pour satisfaire la croissance de la demande gazière de l'UE. Mais seule l'ouverture d'un 4^{ème} corridor à travers le Caucase serait susceptible d'assurer une réelle diversification de la fourniture gazière de l'Europe.

Encadré 1 : Les trois corridors d'approvisionnement gazier de l'UE

L'axe Nord : les gazoducs en provenance de la mer du Nord

Il s'agit principalement des gazoducs en provenance de la Norvège. Ces derniers ont une capacité de près de 140 Gm³/an à destination principalement de l'Allemagne (avec une capacité totale de 55 Gm³/an), de la Belgique (Zeebrugge), de la France (Dunkerque) et du Royaume-Uni (d'une capacité totale de l'ordre de 40 Gm³/an). Rappelons également les deux interconnecteurs entre le Royaume-Uni et la Belgique et le Royaume-Uni et les Pays-Bas.

Le corridor de la mer du Nord a cependant une capacité d'extension limitée en raison de l'épuisement des réserves gazières de l'Angleterre et des politiques de développement des réserves menées par la Norvège et les Pays-Bas.

L'axe Sud : les gazoducs en provenance d'Afrique du Nord

Il s'agit essentiellement des gazoducs en provenance de l'Algérie à destination de l'Italie et de l'Espagne, et celui en provenance de la Libye à destination de l'Italie.

Des extensions de capacités ainsi que la mise en œuvre de nouveaux gazoducs sont prévues tant pour l'Algérie que pour la Libye.

L'axe Est : les gazoducs en provenance de Russie

Il s'agit de deux principaux gazoducs, l'Euro Sibérien par l'Ukraine et le Yamal I par la Biélorussie. Il faut ajouter le Blue Stream Pipeline, par la mer Noire à destination de la Turquie.

Des extensions de capacités sont envisagées sur le Yamal avec la mise en œuvre d'un Yamal II. Mais à ce jour, les objectifs de la Russie se concentrent principalement sur deux gazoducs, le NordStream par la Baltique à destination de l'Allemagne et le SouthStream par l'Autriche à destination de l'Europe du Sud.

Il s'agit donc d'élaborer sur la base de consortiums internationaux (les compagnies gazières européennes, voire les compagnies des pays fournisseurs) un système de transport par le Caucase permettant d'acheminer le gaz du Kazakhstan et du Turkménistan au sein de l'UE (cf. encadré 2). D'autres variantes auraient pu être envisagées pour acheminer le gaz d'Asie centrale, notamment par l'Iran. Il aurait également été concevable que des exportations puissent passer par la Russie et son réseau de transport mais sous condition d'une libéralisation de son industrie gazière. Cette dernière aurait en effet permis un accès libre et égalitaire (ATER) aux gazoducs de Gazprom pour tous les fournisseurs gaziers dont ceux, de

la Caspienne. Le protocole de transit inclus dans le traité sur la Charte de l'énergie visait explicitement cet objectif. En l'absence d'une ratification du traité par Moscou, d'un accroissement de l'emprise de Gazprom sur l'industrie gazière russe au travers d'un élargissement de son monopole d'exportation et d'une montée en puissance de l'Etat dans l'ensemble du secteur énergétique (Locatelli, 2008), la « voie russe » n'apparaît plus, au moins sur le court terme, comme une solution réaliste. Qui plus est, elle ne permet pas de sortir les pays de la Caspienne de « l'orbite russe », ce qui est un objectif implicitement recherché notamment par les Etats-Unis.

Encadré 2 : Les principales voies d'exportations gazières possibles et réalisées de la Caspienne vers l'Europe

Nom	Route	Capacité	Sources de gaz
Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP) : projet	Turkménistan, Azerbaïdjan (Bakou) par la Caspienne puis Turquie par la Géorgie, couplé au Nabucco	30 Gm ³ /an	Kazakhstan-Turkménistan
South Caucasus Pipeline (SCP) : réalisé en 2007	Azerbaïdjan (Bakou)-Géorgie (Tbilissi) -Turquie (Erzurum)	11 Gm ³ /an	Azerbaïdjan (Shah Deniz)
Trans Adriatic Gas Pipeline : projet 2011	Grèce-Albanie-Italie	10-20 Gm ³ /an	Caspienne, Moyen-Orient
Interconnector Grèce-Italie : projet 2012	Grèce-Italie	8 Gm ³ /an	Caspienne, Moyen-Orient
Nabucco : projet 2013	Turquie-UE par l'Europe centrale	30 Gm ³ /an	Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan, Iran

Source: « Caspian And Central Asian Export Pipelines Assume Aura Of Most Serious Game ».- *Middle East Economic Survey*, 17 mars 2008.

La voie par le Caucase

En matière gazière, la principale route de diversification envisagée par l'UE par le corridor caucasien, est le projet Nabucco censé prolonger le South Caucasus Pipeline. Développé par les compagnies OMV (Autriche), leader du projet, Botas (Turquie), MOL (Hongrie), Bulgargaz (Bulgarie) et Transgaz (Roumanie), chaque compagnie détenant 20 %, sa capacité serait de l'ordre de 30 Gm³ en 2020 et permettrait de transporter à destination de l'Europe du gaz naturel en provenance de la Caspienne (Turkménistan et Azerbaïdjan principalement) et du Moyen-Orient (Iran voire Egypte). La moitié du gaz transporté devrait approvisionner les pays traversés par le gazoduc, le reste étant destiné à partir du hub de Baumgarten (Autriche) à alimenter les marchés autrichiens, allemands et italiens. Sa date de mise en service est prévue pour 2013 et devrait nécessiter un investissement de l'ordre de 5 milliards d'Euros 2004 (AIE, 2008-b).

LES INCERTITUDES DE LA VOIE CAUCASIENNE

Deux interrogations majeures structurent à ce jour la problématique des voies de transport par le Caucase et se rapportent principalement aux incertitudes d'ordre économique et géopolitique qui pèsent sur le développement d'une nouvelle voie d'exportation par cette région. Les problèmes d'abord d'ordre économique portent sur la capacité d'exportation des fournisseurs potentiels et sur ceux liés aux évolutions du marché gazier européen avec les normes et les règles induites par la libéralisation. Les problèmes d'ordre géopolitique sont relatifs aux pays de transit. Ils résultent principalement des tensions existant entre les Etats

nés de l'effondrement de l'Union soviétique, des incertitudes politiques régionales majeures et de l'influence extérieure de certains acteurs comme la Russie, les Etats-Unis voire la Chine, ces derniers pouvant modifier les équilibres de pouvoir établis sur la région (Kazantsev, 2008). C'est sans doute pour le gaz naturel (comparé au pétrole) que les problèmes sont les plus marqués, compte tenu des dotations en hydrocarbures des pays d'Asie centrale et de l'importance des réseaux en matière de transport du gaz naturel.

Quelles sources d'approvisionnement pour les « gazoducs du Caucase ? »

En matière pétrolière, les réserves du Kazakhstan sont sans doute suffisantes pour justifier plusieurs voies d'exportation, dont l'une par le BTC et l'autre par le CPC (Caspian Pipeline Consortium⁷). En matière gazière, la problématique est sensiblement différente puisqu'aucun des trois pays riverains de la Caspienne (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan) n'atteint 2% des réserves mondiales. En conséquence, la principale contrainte pesant sur le « 4ème corridor d'approvisionnement de l'UE », et tout particulièrement le projet Nabucco, réside dans les sources d'approvisionnement susceptibles d'emprunter cette voie. Dans son rapport sur la sécurité énergétique de l'UE, Claude Mandil, ancien président de l'AIE, souligne que ce dernier ne devrait pas recevoir plus de 20 Gm³/an de gaz azéri et turkmène et conclut : « C'est insuffisant pour justifier un investissement d'une telle importance. Nabucco ne sera construit qu'avec la perspective d'acheminer du gaz russe ou iranien, ou les deux » (Mandil, 2008). Compte tenu du dossier iranien, il est peu probable qu'à court terme l'Europe ait recours à une telle solution. Par ailleurs, l'utilisation du gaz russe même dans une nouvelle route d'exportation ne répondrait que très partiellement au problème de diversification de l'approvisionnement gazier européen.

Les enjeux de rentabilité et de faisabilité de tels projets sont d'autant plus posés que les règles d'*unbundling patrimonial* et d'ATR (accès des tiers au réseau) promues par l'UE dans le cadre de la libéralisation de son marché gazier seront susceptibles de peser sur les choix d'investissements des sociétés gazières. Ceci concerne le renouvellement des capacités existantes de transport et leur accroissement (Dorigoni, Pontoni, 2008). Il est en particulier difficile de les imaginer s'engager dans le financement de gazoducs sur longue distance sans disposer dans le même temps de capacités de transport réservées sur les gazoducs construits. De la même manière, le *unbundling patrimonial* pourrait modifier certaines logiques d'exportation des fournisseurs traditionnels de l'Europe, notamment celles de la Russie. Cette dernière entend en effet détenir une part importante voire majoritaire dans les gazoducs de longue distance qui amèneront son gaz en Europe (cf. par exemple le SouthStream ou le NordStream, Locatelli, 2008). Ce type d'intégration verticale (ici entre le producteur et le transporteur) serait juridiquement impossible au sein de l'UE si l'*unbundling patrimonial* était adopté. En conséquence, l'absence d'implication directe d'un fournisseur au travers d'une prise de participation dans les gazoducs supposera un processus itératif entre allocation des capacités de transport et sécurisation de la fourniture qui peut compliquer les prises de décision voire les retarder durablement (IEA, 2008-c).

⁷ Sa capacité est actuellement de 560 000b/j et pourrait être portée à 1,32 Mb/j si un accord est trouvé avec les Russes (Transneft). « KazMunaiGaz Signs accord For KCTS Export Route With Key Kazakh Producers ».- *Middle East Economic Survey*, 19 février 2007.

Le risque géopolitique : les conséquences sur les stratégies des producteurs

Le conflit entre la Russie et la Géorgie a réactualisé la question de la stabilité et donc de la fiabilité de la Géorgie en tant que voie de transit pour le gaz mais aussi le pétrole du Kazakhstan et du Turkménistan. Une des conséquences majeures pourrait en être des changements significatifs dans les stratégies (et donc des modifications dans l'équilibre des pouvoirs) des différents acteurs impliqués, Etats producteurs, compagnies pétrolières internationales participant au développement des principaux gisements d'hydrocarbures de la région⁸, voire des principaux « acteurs extérieurs » tels la Chine, la Russie, l'UE et les Etats-Unis (Yenikeyeff, 2008).

Les instabilités des pays de transit du couloir caucasien risquent d'abord de modifier les décisions d'investissement en matière de transport des compagnies pétrolières internationales impliquées dans le développement des gisements d'hydrocarbures de la Caspienne et de l'Asie centrale. D'un côté, elles pourraient être tentées de prendre plus explicitement en compte les intérêts exprimés par Moscou. De l'autre, elles pourraient être incitées à promouvoir un système de voies d'exportation multiples, relayant en cela la politique en hydrocarbures de certains pays de la Caspienne. Le Kazakhstan a toujours largement défendu cette option en diversifiant les voies d'exportations de son pétrole à destination de l'Europe et en les répartissant entre le CPC (la voie russe) et le BTC (la voie caucasienne par l'Azerbaïdjan)⁹. Le gouvernement kazakh est susceptible de réaffirmer plus nettement cette position qu'il ne l'avait fait auparavant, alors que les exportations kazakhes sont vitales pour assurer la rentabilité du BTC¹⁰. Plus encore, l'Azerbaïdjan, fournisseur essentiel à ce jour du pétrole et du gaz transitant par la voie caucasienne, pourrait à un degré moindre s'orienter vers une logique comparable et à ce titre diversifier ses voies d'exportation notamment par la Russie (Pétrostratégies, 6 octobre 2008).

Ces instabilités pourraient conduire les Etats producteurs de la zone à réévaluer voire à modifier leurs objectifs tant en matière de marchés que de voies d'exportation. La problématique des marchés pour le gaz d'Asie centrale est une question ancienne en raison de la localisation géographique de ces pays (Peimani, 2001). Deux zones d'exportation autres que l'Europe s'offrent à ces producteurs. Il s'agit de l'Asie (la Chine mais aussi l'Inde, voire le Pakistan) et paradoxalement de la Russie, l'autre gros producteur de la zone. Le début de concrétisation de certains projets de gazoducs, principalement à destination de la Chine et en provenance soit du Kazakhstan soit du Turkménistan, laisse à penser que l'on se dirige vers

⁸ Le développement des grands gisements du Kazakhstan, Kachagan, Karachaganak et Tengui se fait au travers d'accords de partage de production dans lesquels sont impliquées les grandes compagnies pétrolières internationales que sont Chevron, ENI, Shell, BP, Total, ExxonMobil, Statoil, et Lukoil du côté de la Russie, Lukoil.

⁹ La construction du Kazakhstan Caspian Transport System (KCTS) a ainsi pour but d'acheminer le pétrole du gisement de Kashagan et une partie du pétrole de Tengui jusqu'au BTC pour ensuite les exporter en Europe. Le pipeline devrait entrer en service en 2011 avec une capacité initiale de 500 000 b/j. « Chevron to Participate In New Kazakh Export Route ».- *Middle East Economic Survey*, 16 juin 2008.

¹⁰ La position de Chevron, leader du consortium qui exploite le gisement de Tengui, est particulièrement délicate dans ce domaine. A ce jour, les exportations à partir de Tengui sont acheminées en Europe au travers du CPC, c'est-à-dire par la Russie. Face aux attermolements de l'Etat russe concernant le doublement de la capacité du CPC, nécessaire face à la croissance de la production de ce gisement, la compagnie américaine avait choisi de faire transiter une partie des exportations au travers du BTC. Cette stratégie pourrait être réévaluée à l'aune des événements du mois d'août 2008. « Major Take Georgia Crisis In Their Stride ».- *PIW*, 25 août 2008.

des volumes significatifs d'exportation vers cette zone, d'autant plus que les besoins chinois en la matière pourraient devenir considérables (cf. encadré 3). Les premiers accords entre le Turkménistan et la Chine portent sur un volume de 20 Gm³/an de gaz naturel à partir de fin 2009 pour atteindre 30 Gm³ en 2014¹¹. De son côté, le Kazakhstan devrait s'affirmer comme un fournisseur majeur en pétrole de la Chine. En 2010, la réalisation de la dernière section de l'oléoduc long de 3 000 km entre la Chine et le Kazakhstan devrait lui permettre d'exporter 400 000b/j de brut par cette voie contre les 200 000b/j actuellement disponibles¹². La Russie pourrait également devenir en matière gazière un marché d'exportations significatif pour le Kazakhstan et le Turkménistan. Selon l'accord passé en 2003 avec la Russie, le Turkménistan devrait lui fournir 50 Gm³ de gaz naturel en 2008. Ces livraisons pourraient être supérieures à 80 Gm³ d'ici 2010 et ce jusqu'en 2028.

Encadré 3 : Quelques voies d'exportations gazières possibles du Kazakhstan et du Turkménistan vers la Chine et l'Asie

Gazoduc sino-kazakh (longueur 2 813 km) : 1 ^{ère} partie d'une capacité de 40 Gm ³ entre la frontière ouzbèk et la Chine, la seconde partie d'une capacité de 10 Gm ³ reliera cette 1 ^{ère} partie au réseau Kazakh.
Gazoduc sino-turkmène (longueur 3 000 km) : capacité d'exportation de 30 Gm ³
Différents projets entre le Turkménistan et le Pakistan via l'Afghanistan (voire l'Inde) sont évoqués depuis les années 1990, dont le Trans-Afghan et le CentGas pipeline . Mais les tensions politiques dans la zone, notamment en Afghanistan, les rendent aujourd'hui difficilement envisageables.

Sources : « Un futur gazoduc sino-kazakh de 2 813 km ».- *Pétrostratégies*, 2007 ; « All pipelines lead to Ashgabat ».- *Energy Economist*, n° 310, août 2007, p. 3-5 ; Brill Olcott (M.).- « International gas trade in Central Asia : Turkmenistan, Iran, Russia, and Afghanistan » in Victor (D.), Jaffe (A.), Hayes (M.).- *Natural Gas and Geopolitics : From 1970 to 2040*.- Cambridge University Press, 2006, p. 202-233.

Au total, on peut se demander si l'UE ne sortira pas affaiblie de ces évolutions, tout au moins concernant sa stratégie de diversification. Elle pourrait en effet être la grande perdante de la réorientation des exportations des pays d'Asie centrale, même si celle-ci demeure partielle. En effet, si l'on tient compte tout à la fois des quantités contractualisées avec la Chine et de celles contractualisées avec la Russie, il est peu probable que sur le court voire moyen terme, le Turkménistan dispose encore de capacités d'exportation conséquentes à destination de l'Europe. Ne serait-ce que pour satisfaire ses engagements contractuels avec ces deux pays, il devra d'ici 2010 augmenter sa production de plus de 50 % (Argus FSU, 15. 08. 2008).

LA RUSSIE, MAITRESSE DU JEU GAZIER EN ASIE CENTRALE ?

Le conflit avec la Géorgie a incontestablement renforcé la crédibilité et les positions de la Russie en tant que fournisseur majeur (voire incontournable de l'UE) dès lors qu'il a mis à jour de manière explicite certaines fragilités du « couloir caucasien ». Le projet alternatif au

¹¹ Un contrat de long terme (30 ans) permettra au Turkménistan à partir de 2009 de livrer du gaz à la Chine (CNPC chinoise). Un contrat de court terme pourrait permettre à la Chine d'importer 10 Gm³ de plus en provenance du Turkménistan. « Gazprom woos Turkmenistan ».- *FSU Energy, Petroleum Argus*, 1er août 2008, p. 4.

¹² Cet oléoduc devrait être essentiellement approvisionné par le pétrole de Kashagan. En attendant que le gisement puisse assurer les niveaux de production prévus, l'oléoduc est en partie approvisionné par du pétrole russe. « Le Kazakhstan joue habilement de ses cartes pour arracher à Moscou des accords relativement équilibrés ».- *Pétrostratégies*, 14 février 2008.

Nabucco, le SouthStream promu par l'ENI et Gazprom, en sort renforcé. Ceci est peut-être encore plus net pour le NordStream, premier gazoduc en provenance de Russie à destination de l'UE à ne passer par aucun pays de transit (Nies, 2008).

La Russie tente par rapport à l'Asie centrale de développer une politique susceptible de servir ses intérêts en matière d'exportation gazière vers l'Europe (Boussena et al., 2006). L'enjeu principal de cette dernière est de contrôler voire de limiter, sur le marché européen, une concurrence en provenance du Kazakhstan et du Turkménistan. Confronté à un environnement qui sera de plus en plus concurrentiel en raison de la libéralisation des marchés gaziers de l'UE, la Russie entend d'abord préserver mais aussi accroître ses parts de marché car en raison de sa rentabilité, le marché européen demeure le marché privilégié de ses exportations. Dans cette perspective, la contractualisation du gaz d'Asie centrale lui permet de limiter le volume d'exportation de gaz kazakh et turkmène qui serait disponible pour approvisionner le marché européen (Stern, 2005). Les accords signés entre la Russie, le Kazakhstan et le Turkménistan pour la réhabilitation et l'extension du réseau de gazoducs entre le Turkménistan et la Russie via l'Ouzbékistan et le Kazakhstan (le Central Asia Gas Pipeline System), et la construction du Caspian pipeline le long de la Caspienne (Kazantsev A., 2008) laissent à penser que la Russie entend faire de cette stratégie une variable importante et durable de sa politique d'hydrocarbures.

Par ailleurs, ces importations en provenance du Kazakhstan et surtout du Turkménistan sont un facteur essentiel au maintien d'une balance gazière équilibrée (Locatelli, 2008). Elles offrent à la Russie la possibilité de satisfaire ses engagements contractuels et sa demande intérieure, tout en différant pour un temps de coûteux investissements dans le développement de nouveaux gisements. Les nouvelles provinces gazières, comme celle de Yamal, nécessaires pour compenser le déclin des trois super géants, Urengoy, Yamburg et Medevheze arrivés à maturité, sont susceptibles d'avoir des coûts de production sensiblement plus élevés que ceux des gisements kazakhs et turkmènes en raison de conditions de production extrêmes.

Nous l'avons déjà souligné, le marché russe représente pour le gaz du Turkménistan et du Kazakhstan un débouché immédiat en l'absence d'un gazoduc transcaspéen¹³ qui apparaît plus ou moins incontournable pour crédibiliser une option vers l'Europe par le Caucase en raison de l'enclavement de ces pays. Élément important de la stratégie russe, ce marché est aussi devenu attractif car rentable, Gazprom ayant accepté de normaliser ses relations économiques avec les pays d'Asie centrale. Il s'engage à payer un « prix européen », pour ses importations gazières en provenance d'Asie centrale, mettant de manière explicite fin au système d'échanges hérité de l'Union soviétique et qui avait perduré durant les années 1990¹⁴. Il est difficile d'établir exactement ce que sera ce « prix européen » compte tenu de coûts de transport différenciés. Mais il n'en demeure pas moins que les augmentations de prix devraient être substantielles (de l'ordre de 60-70 % pour le gaz kazakh dès 2009, selon *Petroleum Economist*, mai 2008)¹⁵.

¹³ En l'absence d'un accord sur le statut juridique de la Caspienne, mer versus lac, il est peu probable que des investissements soient engagés dans la réalisation d'un gazoduc transcaspéen.

¹⁴ Durant toutes les années 1990, la Russie a acheté du gaz turkmène pour partie sur la base d'accords de troc et pour partie sur la base d'un paiement monétaire. M. Brill Olcott souligne que dans un tel système il est extrêmement difficile d'évaluer le prix réel du gaz étant donné l'opacité des accords de troc. Brill Olcott (M.).- « International gas trade in Central Asia » in Victor (D.), Jaffe (A.), Hayes (M.).-*Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040*.- Cambridge University press, 2007, 508 p.

¹⁵ La Russie a pour 2008 contractualisé 50 Gm³ de gaz turkmène à un prix de 100 \$/1000 m³.

EN CONCLUSION : DE NOUVEAUX MARCHES MIS EN CONCURRENCE ?

L'approvisionnement de l'Europe en gaz d'Asie centrale par le couloir caucasien a montré sa fragilité et ses limites. De nouvelles configurations d'échanges pourraient résulter des instabilités politiques des pays de transit que traverse ce « couloir gazier ». On a longtemps pensé que l'on s'orientait vers l'émergence d'une concurrence entre la Russie et la Caspienne pour l'approvisionnement de l'Europe. Les événements récents mais aussi les fondamentaux économiques démontrent que les options sont plus ouvertes et sans doute plus complexes. En premier lieu, le marché européen pourrait se retrouver en concurrence avec le marché asiatique mais aussi russe pour une fourniture gazière en provenance de l'Asie centrale. Dans le même temps, l'objectif de diversification de ses marchés d'exportation poursuivi par la Russie serait susceptible d'induire une concurrence Europe-Asie pour la fourniture en gaz naturel russe. Certes, ces différents scénarios sont des options de long terme étant donné les infrastructures à mettre en place mais on ne peut en aucun cas les exclure. Dans tous les cas, ces configurations s'avèrent problématiques du point de vue de la diversification de l'approvisionnement gazier de l'UE et donc de sa sécurité gazière dans un contexte libéralisé.

Bibliographie

- Boussena, S., Pauwels, J.P., Locatelli, C., Swartenbroekx, C. (2006) *Le défi pétrolier : questions actuelles du pétrole et du gaz* (Paris, Vuibert).
- Brill Olcott, M. (2006) 'International gas trade in Central Asia', in Victor, D., Jaffe, A., Hayes, M. (2006) *Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040* (Cambridge University Press).
- 'Caspian And Central Asian Export Pipelines Assume Aura Of Most Serious Game' (2008), *Middle East Economic Survey*, 17 March.
- 'Chevron to Participate In New Kazakh Export Route' (2008) *Middle East Economic Survey*, 16 June.
- Dorigoni, S., Pontini, F. (2008) 'Ownership Separation of the Gas Transportation Network: Theory and Practice', *Working Paper IEFE*, 9 (Università Commerciale Luigi Bocconi).
- 'Gazprom woos Turkmenistan' (2008) *FSU Energy, Petroleum Argus*, 1st August, p. 4.
- Gomart, T. (2007/2008) 'L'Europe marginalisée', *Politique Internationale*, 118.
- Helm, D. (2007) *The New Energy Paradigm* (Oxford University Press).
- International Energy Agency (2008a) *IEA Energy Policies Review : The European Union, 2008*. (Paris, OECD).
- International Energy Agency (2008b) *Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe : How to achieve workable competition in European gas markets ?* (Paris, OECD).
- International Energy Agency (2008c) *Natural Gas Market Review 2008 : Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment* (Paris, OECD).
- International Energy Agency (1998) *Caspian Oil and Gas : The supply potential of Central Asia and Transcaucasia*. (Paris, OECD).
- 'Kazakhstan Adjust Crude oil production Forecast to 10Mn Tons In 2015' (2007) *Middle East Economic Survey*, 5 November.
- 'Kazakhstan: Government aims to produce 61.5Bcm by 2015' (2008) *Cedigaz News Report*, 47, 30.
- 'KazMunaiGaz Signs accord For KCTS Export Route With Key Kazakh Producers' (2007) *Middle East Economic Survey*, 19 February.
- Kazantsev, A. (2008) 'Russian Policy in Central Asia and the Caspian Sea Region', *Europe-Asia Studies*, 60, 6, pp.1073-1088.
- 'Le Kazakhstan joue habilement de ses cartes pour arracher à Moscou des accords relativement équilibrés' (2008) *Pétrostratégies*, 14 février.

- 'L'Europe au pied du mur, alors que les pays de la région tirent les leçons de la crise du Caucase' (2008) *Pétrostratégies*, 6 octobre.
- Locatelli, C. (2008) 'Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market', *OPEC Energy Review*, à paraître.
- Mandil, C. (2008) *Sécurité énergétique et Union Européenne : propositions pour la présidence française, rapport au Premier Ministre* (Paris, Premier Ministre), 21 avril.
- 'Major Take Georgia Crisis In Their Stride' (2008) *Petroleum Intelligence Weekly*, 25 August.
- Nies, S. (2008) 'Le conflit russo-géorgien : Quel impact énergétique ?' [en ligne], *Actuelles de l'IFRI*, Septembre. Disponible sur : http://www.ifri.org/frontDispatcher/ifri/publications/actuelles_de_l_ifri_1197584475485/publi_P_actuelle_edito_sept_12227889_70803 [Consulté le 5/11/2008]
- Peimani, H. (2001) *The Caspian Pipeline Dilemma: Political Games and Economic Losses* (Wesport, Praeger).
- Percebois, J. (2008) 'The supply of natural gas in the European Union-strategic issues', *OPEC Energy Review*, XXXII, 1, pp.33–53.
- Stern, J. (2005) *The future of Russian Gas and Gazprom* (Oxford Institute For Energy Studies).
- 'Turkmenistan plans new state firm' (2008) *FSU Energy-Petroleum Argus*, 19 September.
- Union Européenne (2006) *Le livre vert : une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable*.
- Yenikeyeff, S. (2008) 'The Georgia-Russia standoff and the future of Caspian and central Asian energy supplies', *Oxford Energy Comment*, August.